



Borrador de Permiso de Construcción y Aprobación de Ubicación
Energy Answers Arecibo, LLC
Arecibo, PR
PFE-07-0811-0468-I-II-III-C

El 11 de agosto de 2011 Energy Answers sometió una solicitud de permiso de construcción y aprobación de ubicación, para la construcción de una planta para producir electricidad. La solicitud se somete para cumplir con los requisitos de la Regla 201 (Aprobación de Ubicación) y la Regla 203 (Permiso para Construir una Fuente de Emisión) del Reglamento para el Control de la Contaminación Atmosférica (RCCA).

Descripción General

Energy Answers propone la construcción de una planta para generar 77 MW de electricidad, de los cuales la planta consumirá aproximadamente 10 MW, y el restante será vendido mediante un acuerdo a la Autoridad de Energía Eléctrica. El combustible principal utilizado en la instalación consistirá de desperdicios sólidos municipales (MSW), a los cuales se les removerá la mayor parte de su contenido de metales. La planta también tendrá la capacidad para utilizar otros combustibles suplementarios, los cuales se mencionarán más adelante.

Localización Propuesta

La ubicación seleccionada para el proyecto se encuentra en el Barrio Cambalache, Carr. #2, km 72.8 de Arecibo, en el antiguo predio de la fábrica Global Fibers Paper Mill. Como parte de la selección del lugar, la compañía identificó posibles localizaciones que hubiesen sido impactadas previamente. Del análisis inicial, se identificaron 33 posibles localizaciones para el proyecto alrededor de la isla. Luego de hacer un análisis comparativo, entre las posibles localizaciones, se identificaron los 3 lugares más adecuados, de los cuales se seleccionó el antiguo predio de la fábrica Global Fibers Paper Mill. El análisis de localización completo se encuentra en la sección 4.3 de la Declaración de Impacto Ambiental Preliminar y en el *Anejo M: Actualización de Estudio de Selección de Sitio* de la Declaración de Impacto Ambiental Preliminar.

El área seleccionada actualmente se considera área de logro para los contaminantes criterio SO₂, CO, PM_{2.5}, PM₁₀, CO, y ozono. Sin embargo el área fue designada

como Área de No-Logro para plomo el 8 de noviembre de 2011. La compañía realizó un análisis de impacto de calidad del aire. En este análisis se incluyó plomo, a pesar de que no se espera que las emisiones potenciales excedan niveles significativos para el modelaje, dada la sensibilidad del plomo en el área. De acuerdo con los resultados del modelaje, que fueron evaluados por la División de Validación de Datos y Modelaje Matemático, se demuestra que las emisiones de la planta propuesta estarán por debajo de los estándares de calidad de aire correspondientes.

Descripción del Proceso

Energy Answers, instalará dos calderas (Caldera 1 y Caldera 2), las cuales quemarán desperdicios sólidos municipales (MSW, en inglés) como combustible primario. Además de esto, tendrán la capacidad de utilizar como combustible suplementario residuos triturados de automóviles (ASR), combustible derivado de neumáticos (TDF) y desperdicios de madera urbana procesada (PUWW). La fuente de emisión principal consistirá de las dos calderas, conocidas también como unidades de combustión de desperdicios municipales (UCDM). Además de esto, las fuentes de emisión consistirán del sistema de manejo de cenizas de lecho (Trans 1, Trans 2 Ash), manejo de ceniza fina suspendida (*fly ash*) (Silo 4), una bomba de agua para combatir incendios (Fire), un generador de electricidad para casos de emergencia (Gen), una torre de enfriamiento (Cool 1-Cool 4), un silo de cal (Silo 2), un silo de carbón activado (Silo 1), un tanque para almacenar amoniaco (Tank 1), 3 tanques para almacenar combustible (Tank 2, 3 y 4). También habrá fuentes de emisiones fugitivas de particulado.

Antes de quemar el desperdicio sólido municipal, o sea, antes de alimentarse a las calderas, el desperdicio sólido municipal que se reciba será separado en MSW, no MSW y materiales reciclables voluminosos. El MSW será triturado, y se le removerá magnéticamente aproximadamente un 70% de los metales ferrosos. El combustible que resulta de esto se conoce como combustible derivado de desechos (*Refuse Derived Fuel* ó RDF, en inglés).

Además de esto, tendrán la capacidad de quemar combustible suplementario en las calderas. El material suplementario no se mezclará con el RDF, se recibirá de forma separada, y se almacenará en un área designada. Se propone la quema de un máximo de 20% de residuos triturados de automóviles (ASR, en inglés), 50% de desperdicios de madera urbana (PUWW, en inglés), y 20% de combustible derivado de gomas (TDF, en inglés). Estos combustibles suplementarios no se quemarán solos en las unidades, sino que sustituirán una porción del RDF. El ASR se recibirá en la

instalación en forma triturada, mientras el PUWW y el TDF se recibirán tanto triturados, o serán triturados en la instalación. Los combustibles suplementarios se mezclarán con el RDF antes de triturarse, o en la corriente del RDF antes de la combustión. Solo habrá un combustible suplementario presente en la mezcla del RDF en cualquier momento.

Caldera 1 y Caldera 2

Energy Answers se propone a construir dos calderas *Babcock Power* tipo *Spreader Stroker*. Las mismas estarán diseñadas para operar a una entrada de calor promedio de 500 MMBtu/hr (al 100% de su nivel de operación), un máximo a corto tiempo de 550 MMBtu/hr (110%) y un mínimo de 400 MMBtu/hr (80%). Las calderas tendrán la capacidad de quemar 2,100 toneladas por día (combinados) de desperdicios sólidos municipales. El vapor que generen las calderas (398,840 lbs de vapor/hora, cada una) se utilizará para operar una turbina de vapor. Las calderas también estarán equipadas con tres quemadores de combustible diesel, cada una, con una entrada de calor de diseño de 167 MMBtu/hr, cada uno. Estos quemadores se utilizarán durante periodos de calentamiento, apagado de las calderas y para mantener la temperatura de la cámara de combustión durante interrupciones de corta duración del suministro de desperdicios.

El equipo de control de las calderas consiste de:

- Filtros de tela para controlar materia particulada (PM, PM₁₀, PM_{2.5})
- Sistema de Reducción Catalítico Selectivo Regenerativo (RSCR, en inglés) para controlar las emisiones de NO_x. Este sistema consiste de un módulo de oxidación catalítica y un módulo de reducción catalítica selectiva, con inyección de amoníaco.
- Sistema de lavador de gases seco circulante Turbosorp para controlar las emisiones de SO₂ y otros gases ácidos
- Inyección de carbón activado para controlar las emisiones de metales pesados (incluyendo mercurio), y dioxinas y furanos.

El combustible que utilizarán los quemadores auxiliares de las calderas consistirá de diesel ultra bajo en azufre (ULSD), con un contenido de azufre máximo de 0.0015% (15 partes por millón, ppm). Este combustible también se utilizará para los quemadores de la unidad del sistema de reducción catalítica selectiva regenerativo, para proveer el intervalo de temperatura necesario para la reducción de nitrógeno.

Sistema de manejo de cenizas

La combustión de MSW en las calderas generará dos tipos de ceniza: ceniza de lecho y ceniza fina suspendida (*fly ash*). La ceniza de lecho se procesa en el Edificio de Procesamiento de Ceniza, donde será separada en tres componentes: metales ferrosos, metales no ferrosos (como aluminio, cobre, bronce, etc.) y en un material granular llamado Boiler Aggregate™. Este último material se utilizará para diferentes aplicaciones, como sustituto para agregado convencional en capas de asfalto y otros productos relacionados con la construcción. El sistema de procesamiento de ceniza de lecho permite casi un 100% de recuperación de la ceniza, reuso o reciclaje.

Como parte del sistema de manejo de cenizas, se instalará un silo para almacenar ceniza fina suspendida. La ceniza fina suspendida será acondicionada mediante un proceso patentizado por Energy Answers. Esta será transportada desde la instalación como una mezcla, la cual se fragua, y se endurece en el sistema de relleno sanitario que se utilice para su disposición. Este proceso previene la liberación de metales pesados y cualquier otro elemento perjudicial para el ambiente.

Todos los equipos para procesar las cenizas y los puntos de transferencia para su transportación estarán en sistemas cerrados, y se mantendrán bajo presión negativa por el sistema del colector de polvo. Este sistema incluirá un total de 5 colectores tipo *baghouse*. La presión negativa permite controlar la dirección del flujo de aire de manera tal que el área con presión negativa tiene una presión inferior que las áreas adyacentes, lo cual impide que el aire y las cenizas fluyan hacia fuera del área y salga a la atmosfera o áreas adyacentes.

Energy Answers tendrá que realizar un muestreo trimestral a la ceniza fina suspendida y a la ceniza del lecho para realizar un análisis de TCLP (*Toxicity Characteristic Leaching Procedures*) y un análisis de total de metales (incluyendo al menos los HAPS metálicos identificados en el permiso).

Torre de enfriamiento

La torre de enfriamiento consistirá de cuatro celdas: Cool 1, Cool 2, Cool 3 y Cool 4. Esta será del tipo evaporativo (húmedo), y se utilizará para condensar el vapor a la salida de la turbina. La torre de enfriamiento utilizará agua salobre del Caño Tiburones proveniente del excedente que descarga el Departamento de Recursos Naturales al océano.

La torre de enfriamiento utilizará eliminadores de arrastre de alta eficiencia para controlar las emisiones de material particulada.

Equipos de emergencia

Los equipos de emergencia de la instalación consisten de un generador de electricidad para casos de emergencia y una bomba de agua para combatir incendios. Ambos equipos operarán un máximo de 500 horas al año, cada uno.

El generador de electricidad tendrá una capacidad máxima de 670 hp y la capacidad máxima de la bomba para combatir incendios será de 335 hp. Ambos tendrán motores de un modelo del año 2010, o más reciente, por lo que cumplirán con los límites de emisión del 40 CFR Parte 60 Subparte III (*Standards of Performance for Stationary Compression Ignition Internal Combustion Engines*). Los motores también estarán sujetos al 40 CFR Parte 63 Subparte ZZZZ (*National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants: Reciprocating Internal Combustion Engines*).

Ambos motores consumirán ULSD, con un contenido máximo de azufre de 0.0015% por peso.

Tanques de almacenaje

Energy Answers contará con 3 tanques para almacenar combustible diesel y un tanque para almacenar amoniaco.

Los tres tanques serán de techo fijo y tendrán una capacidad de 50,000 galones, 2,000 galones y 500 galones. Los mismos se utilizarán para proveer combustible a los quemadores de las calderas, del RSCR, y para los equipos de emergencia.

El tanque de amoniaco almacenará una solución con una concentración de 19%. Tendrá una capacidad de 12,000 galones. El amoniaco se utilizará para proveer la solución que utilizará el sistema de reducción catalítica selectiva regenerativo, para controlar las emisiones de NO_x en las calderas.

Manejo de cal y carbón activado

Las emisiones de materia particulada que resulten del manejo de cal y el carbón activado se controlarán utilizando filtros de tela (*baghouses*). La instalación contará con

un silo para carbón activado y otro silo que almacenará cal hidratada. Cada uno estará diseñado para almacenar 103 toneladas por día de material.

Límites de emisión y emisiones potenciales

Los límites de emisión para la instalación serán los siguientes:

Contaminante	Emisiones Anuales (ton/año)
Límites de Emisión	
NO _x	352
CO	357
Ozono ¹ (Como VOC)	52.4
SO ₂	260
Gases Ácidos de UCDM (medidos como SO ₂ y HCl):	
SO ₂	260
HCl	124
PM	51.7
PM ₁₀	104
PM _{2.5}	90
Metales de UCDM (medidos como PM)	51.7
Orgánicos de UCDM (medidos como D/F)	4.07E-05
Rocío de H ₂ SO ₄	16.6
Fluoruros (Medidos como HF)	10.8
NH ₃ ²	29.5
CO ₂ equivalente (sin CO ₂ biogénico)	466,619
Emisiones Fugitivas de Particulado	
PM	7.06
PM ₁₀	1.41
PM _{2.5}	0.35
Mercurio (Hg) ³	0.0692

¹ Ozono se regula por sus precursores VOC y NO_x (40 CFR Parte 52.21(b)(50)(i)(a))

² Las emisiones de NH₃ en la instalación resultan principalmente por las emisiones de NH₃ conocidas como amoníaco sin reaccionar (*ammonia slip*), que resultan de las unidades de reducción catalítica selectiva regenerativa – módulos de reducción catalítica selectiva que utilizan una solución de amoníaco como reactivo mientras reducen NO_x, solo una pequeña porción de las emisiones de amoníaco resultan del tanque de almacenaje de amoníaco.

³ Sujeto a límites de emisión del 40 CFR Parte 60 Subparte Eb

Contaminante	Emisiones Anuales (ton/año)
Cadmio (Cd) ⁴	0.041
Plomo (Pb) ⁵	0.31
Níquel (Ni)	0.024
Arsénico (As)	0.0020
Cromo (Cr)	0.016
Berilio (Be)	0.0004
Zinc (Zn)	0.93

De acuerdo con las emisiones proyectadas y las definiciones incluidas en la Regla 102 del RCCA, el proyecto propuesto constituye una fuente mayor ya que tiene el potencial de emitir 100 toneladas por año o más de cualquier contaminante de aire proveniente de un incinerador municipal con capacidad de carga mayor de 50 toneladas de desecho por día. En el caso de este proyecto, se considera fuente mayor para NO_x, CO, SO₂, PM₁₀. De acuerdo con el RCCA, la operación de esta fuente también se considerará como una fuente estacionaria mayor ya que tiene el potencial de emitir más de 10 toneladas por año de cualquier contaminante atmosférico peligroso (HAP, en inglés) (listado en la Sección 112(b) de la Ley de Aire Limpio, e incluidos en el Apéndice A del RCCA) o 25 ton/año o más de cualquier combinación de estos. Energy Answers se considerará fuente mayor para HAPs ya que tiene el potencial de emitir más de 10 ton/año de HCl y HF. Además se considera una fuente mayor para gases de efecto de invernadero (GHGs) representado como CO₂ equivalente (CO₂e) por exceder las 75,000 toneladas por año de acuerdo con el 40 CFR secciones 52.21(b)(49)(iv) y la sección 70.2.

Regulación aplicable

Para la construcción de una nueva fuente estacionaria mayor, se necesita obtener una aprobación de ubicación de la Junta de Calidad Ambiental. Los requisitos para la aprobación de ubicación se encuentran en la Regla 201 del RCCA. Entre otras cosas, la regla requiere que en el caso de fuentes localizadas en área de logro⁶, se limiten las emisiones mediante la mejor tecnología de control disponible. Los límites de emisión y emisiones potenciales mencionados anteriormente están establecidos mediante estas disposiciones. La mejor tecnología de control disponible (BACT, en inglés) consiste de aquella limitación de emisiones (incluyendo los estándares de emisiones visibles)

⁴ Sujeto a límites de emisión del 40 CFR Parte 60 Subparte Eb

⁵ Sujeto a límites de emisión del 40 CFR Parte 60 Subparte Eb

⁶ Respecto a un contaminante atmosférico, cualquier área que, según los datos de monitoría o modelaje de calidad de aire) no exceda una Norma Nacional de Calidad de Aire Ambiental (NNCAA) para tal contaminante.

basada en el grado máximo de reducción de cualquier contaminante atmosférico sujeto a las reglas y los reglamentos aplicables, emitido por una fuente estacionaria mayor, que se ha determinado viable para tal fuente (tomando en consideración el impacto energético, ambiental y económico, y otros costos), y que en ningún caso será menos restrictiva que las Normas de Funcionamiento para Nuevas Fuentes Estacionarias (NSPS, en inglés) o las Normas Nacionales de Emisión de Contaminantes Atmosféricos Peligrosos (NESHAP, en inglés) o las normas aplicables por la Junta bajo el RCCA.

En el caso de Energy Answers, la instalación también está sujeta a las regulaciones federales de Prevención de Deterioro Significativo (PSD) codificadas en el 40 CFR Parte 52.21, por lo cual solicitaron un permiso de preconstrucción a la Agencia Federal de Protección Ambiental (EPA, en inglés). A esta fecha aún no se ha emitido un permiso final de preconstrucción de PSD.

La construcción de esta instalación estará sujeta a las siguientes normas NSPS, las cuales están codificadas en el 40 CFR Parte 60:

1. Subparte A – Disposiciones Generales
2. Subparte Da – Normas de Funcionamiento para Unidades de Generación de Vapor de Utilidades Eléctricas (Caldera 1 y 2)
3. Subparte Eb – Normas de Funcionamiento para Combustores de Desperdicios Municipales Grandes para los cuales su construcción comenzó después del 20 de septiembre de 1994 (Caldera 1 y 2))
4. Subparte IIII – (Generador de electricidad y bomba de agua para combatir incendios)

Los motores de combustión interna (generador y bomba de agua para combatir incendios) también están sujetos al 40 CFR Parte 63 Subparte ZZZZ (RICE MACT). En el caso de la bomba contra incendios, cumplirán con los requisitos del RICE MACT, cumpliendo con los requisitos del 40 CFR Parte 60 Subparte IIII. En el caso del generador, el equipo no tiene que cumplir con los requisitos del RICE MACT, excepto por los requisitos de notificación inicial en la §63.6645(f) del 40 CFR.

Gases de Efecto de Invernadero

El 13 de mayo de 2010 la EPA emitió una Regla final para regular las emisiones de gases de efecto de invernadero. Bajo la Fase 1 de la Regla, los aumentos en GHGs representado por CO₂e de 75,000 ton/año o más tendrán que determinar la Mejor

Tecnología de Control Disponible para sus emisiones de GHGs. En este caso, las emisiones de CO₂e representan de los GHGs emitidos por Energy Answers que son CO₂, N₂O y CH₄.

El 20 de julio de 2011 se publicó en el Registro Federal el aplazamiento por tres años de las emisiones de CO₂ provenientes de la bioenergía y otras fuentes biogénicas⁷ bajo los programas PSD y Título V. Para el proyecto las emisiones no-biogénicas de CO₂ son de 315,242 ton/año (quemando 100% RDF) y de 461,142 ton/año (quemando 80% RDF y 20% ASR). Por lo tanto, la instalación está sujeta a realizar el análisis de PSD y la determinación de BACT para las emisiones de GHGs. El análisis completo de BACT para GHGs para las diferentes unidades de emisión se encuentra en la solicitud de permiso.

Consistente con las regulaciones aplicables, Energy Answers propuso los siguientes límites de emisión de BACT para las calderas, que se encuentran a continuación, junto con una comparación con los límites de emisión aplicables de la Subparte Eb. El análisis completo de BACT se encuentra en la solicitud de permiso de la instalación.

Contaminante	Límites BACT propuestos para la caldera	Límites de la Subparte Eb	Unidades	Tecnología de control	Eficiencia de Control %⁸
PM (filtrable)	10	20	mg/DSCM	Filtro de tela	99.9 (filtrable)
PM ₁₀ (filtrable + condensable)	24	---	mg/DSCM	Filtro de tela	---
PM _{2.5} (filtrable + condensable)	22	---	mg/DSCM	Filtro de tela	---
NOx	45	150	ppmvd	RCSR	76.9
	480	---	lb/7 horas de calentamiento		
SO ₂	24	30	ppmvd	Turbosorp / Filtro de tela	77

⁷ Las emisiones biogénicas de CO₂ se definen como las emisiones de CO₂ provenientes de una fuente estacionaria que resultan directamente de la combustión o la descomposición de materiales biológicos, que no sean combustibles fósiles o fuentes minerales de carbón.

⁸ La eficiencia de control podría variar dependiendo en las emisiones actuales entrando hacia los equipos de control. De acuerdo con la solicitud, el fabricante no garantiza eficiencias de control, solo las concentraciones de salida.

Contaminante	Límites BACT propuestos para la caldera	Límites de la Subparte Eb	Unidades	Tecnología de control	Eficiencia de Control % ⁸
CO	75 228	150 ---	ppmvd lb/7 horas de calentamiento	oxidador catalítico	48.4
VOC	7.0	---	ppmvd	oxidador catalítico	28.9
HCl	20	25	ppmvd	Turbosorp / filtro de tela	97.88
Hg	17	28	µg/DSCM	Turbosorp / inyección de carbón activado	95.98
Ni	6.3E-5	---	lb/ton RDF	Filtro de tela	98.6
As	5.17E-6	---	lb/ton RDF	Filtro de tela	99.9
Cd	10	10	µg/DSCM	Filtro de tela	98.31
Cr	4.07e-5	---	lb ton PRF	Filtro de tela	99.7
Pb	75	140	µg/DSCM	Filtro de tela	99.96
TCDD-2378 (D/F)	10	13	ng/DSCM	Turbosorp / Sistema de Inyección de Carbón activado/Filtro de tela	98.9
Be	7.3E-7	---	lb/MMBtu	Filtro de tela	---
Fluoruros (como HF)	3.2	---	ppmv	Turbosorp	---
H ₂ SO ₄	1.0	---	ppmvd	Turbosorp / Filtro de tela	94.7
GHG	74	---	ton/1E6 lb vapor	---	---

Requisitos de Pruebas y Monitoreo de Emisiones

Como parte de la demostración de cumplimiento con los límites de emisión propuestos, Energy Answers vendrá obligada a realizar pruebas de funcionamiento. El borrador de permiso incluye los requisitos de pruebas iniciales y otros requisitos de pruebas anuales para diferentes contaminantes. La mayoría de los requisitos de pruebas para las calderas de la instalación provienen del 40 CFR Parte 60 Subparte Eb. Se incluyeron otros requisitos de pruebas, como por ejemplo, pruebas de opacidad a los equipos de emergencia, cuyo propósito es determinar cumplimiento

con la reglamentación aplicable a opacidad. Antes de realizar las pruebas, la compañía tendrá instalado en las calderas, sistemas de monitoreo continuo de emisiones para medir NO_x, SO₂, CO₂ total, oxígeno, opacidad y materia particulada. Energy preparará un Plan de Operación y Mantenimiento para los sistemas de control y equipos de monitoreo.

Una vez culmine la construcción de la instalación, la operación de estas fuentes de emisión estarán sujetas al programa de permisos de operación bajo Título V, (Parte VI del RCCA).

Requisitos no aplicables

Se determinó que los siguientes requisitos no son aplicables a la instalación

Federal	Fuente de emisión	Fundamento de No-aplicabilidad
40 CFR Parte 60 Subparte D – Normas de Funcionamiento para generadores de vapor que utilizan combustibles fósiles	Caldera 1 Caldera 2	De acuerdo con la §60.40(e) del 40 CFR, cualquier instalación sujeta a la subparte Da no está sujeta a esta subparte.
40 CFR Parte 60 Subparte Db – Normas de Funcionamiento para unidades de generación de vapor industriales-comerciales-institucionales	Caldera 1 Caldera 2	De acuerdo con la §60.40b(e), las unidades de generación de vapor que cumpla con los requisitos de aplicabilidad bajo la Subparte Da (§60.40Da) no está sujeta a esta subparte.
40 CFR Parte 60 Subparte Dc – Normas de Funcionamiento para unidades pequeñas de generación de vapor Industriales-Comerciales-Institucionales	Caldera 1 Caldera 2	No aplica a las unidades ya que las mismas tienen una capacidad diseño de entrada de calor mayor de 100 MMBtu/hr.
40 CFR Parte 60 Subparte E – Normas de Funcionamiento para Incineradores	Caldera 1 Caldera 2	De acuerdo con la §60.50(c) esta subparte no aplica a unidades sujetas a la subparte Eb (40 CFR Parte 60).
40 CFR Parte 60 Subparte Kb – Normas de Funcionamiento para Tanques de Almacenaje de Líquidos Orgánicos Volátiles (Incluyendo Tanques de Almacenaje de Petróleo Líquido) para los cuales su construcción, reconstrucción o modificación comenzó luego del 23 de julio de 1984	Tank 2	No aplica ya que el tanque tiene una capacidad mayor de 151 m ³ (39,890 galones) y almacena un líquido con una presión de vapor máxima menor de 3.5 kPa, [40 CFR §60.110b(b)]

Federal	Fuente de emisión	Fundamento de No-aplicabilidad
40 CFR Parte 60 Subparte Kb	Tank 3 Tank 4	No aplica porque los tanques no tienen una capacidad de almacenaje de 75 m ³ o más, de acuerdo con la §60.110b(a) del 40 CFR.
40 CFR Parte 60 Subparte AAAA – Normas de Funcionamiento para unidades de combustión de desperdicios municipales pequeñas cuya construcción comenzó después del 30 de agosto de 1999 o cuya modificación o reconstrucción comenzó después del 6 de junio de 2001.	Caldera 1 Caldera 2	No aplica ya que las unidades de combustión de desperdicios municipales tienen una capacidad de quemar más de 250 ton/día de RDF.
40 CFR Parte 60 Subparte CCCC – Normas de Funcionamiento para unidades de incineración de desperdicios comerciales e industriales cuya construcción comenzó después del 30 de noviembre de 1999 o cuya modificación o reconstrucción comenzó después del 1 de junio de 2001.	Caldera 1 Caldera 2	No aplica porque las unidades no son una unidad CISWI, según se definen en la §60.2265 del 40 CFR.
40 CFR Parte 60 Subparte EEEE Normas de Funcionamiento para otras unidades de incineración de desperdicios sólidos cuya construcción comenzó después del 9 de diciembre de 2004, o cuya modificación o reconstrucción comenzó en o antes del 16 de junio 16, 2006.	Caldera 1 Caldera 2	No aplica ya que las unidades no son unidades OSWI, según se definen en la §60.2977 del 40 CFR.
40 CFR Parte 61 Subparte C – Normas Nacionales de Emisión para Berilio	Caldera 1 Caldera 2	No aplica ya que las unidades no son un incinerador (según se define en la §61.31 del 40 CFR), que quema desperdicios que contienen berilio (según se define en la §61.31 del 40 CFR)
40 CFR Parte 61 Subparte F – Normas Nacionales de Emisión para Mercurio	Caldera 1 Caldera 2	No aplica ya que las unidades no incineran o secan lodos de planta de tratamiento.

Federal	Fuente de emisión	Fundamento de No-aplicabilidad
40 CFR Parte 63 Subparte Q – Normas Nacionales de Emisión para Contaminantes Atmosféricos Peligrosos para Torres de Enfriamiento de Procesos Industriales	Torre de Enfriamiento	La torre de enfriamiento no opera con químicos para el tratamiento del agua con base de cromo.
40 CFR Parte 63 Subparte DDDDD- Normas Nacionales de Emisión para Contaminantes Atmosféricos Peligrosos para Calderas Industriales, Comerciales e Institucionales y Calentadores de Proceso	Caldera 1 Caldera 2	No aplica ya que la sección §63.7491 del 40 CFR, ya la sección exime a las calderas sujetas a la subparte Da del 40 CFR Parte 60.
40 CFR Parte 63 Subparte UUUUU – Normas Nacionales de Emisión para Contaminantes Atmosféricos Peligrosos: Unidades de Generación de Vapor de Utilidades Eléctricas que queman combustible carbón y aceite.	Caldera 1 Caldera 2	No aplica ya que según la sección 63.9983 del 40 CFR, una unidad de generación de vapor que quema combustible sólido es una unidad de incineración de desperdicios sólidos sujeta a las normas establecidas bajo las secciones 129 y 111 de la Ley de Aire Limpio.
40 CFR Parte 64 – Monitoreo para Certeza de Cumplimiento, 40 CFR Parte 64	Caldera 1 Caldera 2	De acuerdo con la §64.2(b) del 40 CFR, los requisitos de esta subparte no aplicarán a límites de emisión o estándares propuestos por el Administrador luego del 15 de noviembre de 1990, según las secciones 111 o 112 de la Ley de Aire Limpio (Las calderas están sujetas al 40 CFR Parte 60 Subpartes Eb y Da, bajo la sección 111 de la Ley).
40 CFR Parte 68 – Programa de Manejo de Riesgos	Tanque de Amoniaco	No aplica porque la solución almacenada en el tanque de amoniaco tiene una concentración menor de 20%. (En este caso, 19%). (La sección 68.130 del 40 CFR lista el amoniaco a una concentración de 20% o mayor, como una sustancia regulada).